57º SBPO
SIMPÓSIO BRASILEIRO DE PESQUISA OPERACIONAL
Gramado • RS
DE 5 A 9 DE OUTUBRO DE 2025

Otimização da Alocação e Operação de Baterias para Redução de Custos na Distribuição em Contexto de Alta Penetração de Geração Distribuída Utilizando Algoritmos Genéticos

Laura Magalhães Altomari
PPEE, Universidade Federal de Juiz de Fora
Campus Universitário, Rua José Lourenço Kelmer, s/n - São Pedro, Juiz de Fora
laura.magalhaes.altomari@gmail.com

Leandro Ramos de Araújo
PPEE, Universidade Federal de Juiz de Fora
Campus Universitário, Rua José Lourenço Kelmer, s/n - São Pedro, Juiz de Fora
leandro.araujo@ufjf.br

Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo
PPEE, Universidade Federal de Juiz de Fora
Campus Universitário, Rua José Lourenço Kelmer, s/n - São Pedro, Juiz de Fora
debora.rosana@ufjf.br

RESUMO

O uso de dispositivos de armazenamento de energia tem se destacado para reduzir custos operacionais em sistemas de distribuição com alta peneração de geração distribuída intermitente. Este trabalho objetiva determinar a alocação e operação ótimas de carga e descarga de três baterias monofásicas, considerando a variação horária dos preços de energia e buscando minimizar os custos. A modelagem foi feita no OpenDSS, integrado ao MATLAB, e a otimização foi realizada por algoritmos genéticos. Testou-se baterias de três capacidades diferentes, avaliando a redução de custos, a operação da bateria e como essa influenciou a curva de carga líquida, que, em sistemas com alta penetração de geração distribuída, tende a seguir o fenômeno da curva de pato.

PALAVRAS CHAVE. Baterias, Geração distribuída, Otimização.

Tópicos: Otimização de Sistemas de Potência, Otimização Não-linear

ABSTRACT

The use of energy storage devices has become an effective strategy to reduce operational costs in distribution systems with high penetration of intermittent distributed generation. This work aims to determine the optimal allocation and operation of charging and discharging of three single-phase batteries, considering hourly variation of energy prices and seeking cost minimization. Modeling was performed using OpenDSS integrated with MATLAB, and optimization was carried out by genetic algorithms. Batteries of three different capacities were tested, evaluating cost reduction, battery operation, and how it influenced the net load curve, which, in systems with high penetration of distributed generation, tends to follow the duck curve phenomenon.

KEYWORDS. Batteries, Distributed Generation, Optimization .

Paper topics: Power Systems Optimization, Nonlinear Optimization

DOI: 10.59254/sbpo-2025-212211
https://proceedings.science/p/212211?lang=pt-br

1. Introdução

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) brasileiro tem como objetivo atender à demanda por energia com qualidade e baixo custo. Historicamente, porém, foi fortemente dependente da geração hidrelétrica, o que o tornou vulnerável a crises hídricas. Diante desse cenário, iniciou-se um processo de diversificação da matriz energética, com destaque para as fontes solar e eólica. Em 2024, essas tecnologias representaram mais de 90% da expansão da potência instalada proveniente de novas usinas, impulsionadas por incentivos regulatórios e pela redução dos custos tecnológicos [ANEEL 2025].

Nesse contexto de crescimento, observou-se uma ampla popularização das micro e minigerações fotovoltaicas, especialmente em setores residenciais e comerciais, como é relatado no documento de Balanço Energético Nacional, [BEN 2024]. Embora essas soluções tenham contribuído para reduzir a dependência da geração centralizada, também introduziram novos desafios operacionais à rede de distribuição, principalmente devido à intermitência da geração solar.

No ambiente do mercado livre de energia brasileiro, no qual as distribuidoras desempenham um papel estratégico, destacam-se características como a volatilidade dos preços, que tendem a se elevar nos períodos de maior demanda, geralmente no início da noite. Esse horário coincide justamente com a redução da geração solar, criando uma sobreposição entre alta nos preços e queda na oferta de energia. Essa dinâmica abre espaço para estratégias de arbitragem de energia, que podem ser significativamente potencializadas pela utilização de sistemas de armazenamento de energia em baterias (BESS, Battery Energy Storage Systems). Esses sistemas permitem armazenar energia nos momentos de menor custo, geralmente durante o dia, para utilizá-la nos horários de pico, contribuindo para a redução dos custos operacionais e para o equilíbrio do sistema.

Entre os diversos desafios técnicos decorrentes da crescente penetração de fontes intermitentes, destaca-se o fenômeno conhecido como “curva do pato”. Esse efeito se caracteriza por uma elevada geração solar ao longo do dia, seguida por uma rápida elevação da demanda no início da noite, exigindo respostas ágeis das fontes despacháveis convencionais para manter a estabilidade do sistema elétrico [GESEL 2018].

O presente trabalho propõe uma metodologia de alocação e operação de baterias, com foco na arbitragem de energia em um ambiente com alta penetração de geração distribuída. A abordagem considera as restrições operacionais das baterias e os parâmetros de qualidade de energia definidos pelo PRODIST, buscando garantir desempenho eficiente sem comprometer a estabilidade da rede.

Diante desse cenário, propõe-se uma metodologia para a alocação e o gerenciamento do estado de carga (SOC) de 3 baterias monofásicas em uma rede de distribuição, com o objetivo de reduzir os custos operacionais de uma distribuidora inserida em um contexto de alta penetração de geração distribuída, por meio da arbitragem de energia. A proposta visa otimizar o aproveitamento da energia gerada localmente na rede de distribuição, permitindo que a distribuidora armazene excedentes produzidos por microgerações nos períodos de menor preço e os utilize durante os horários de pico, quando os preços da energia no mercado livre e de curto prazo são significativamente mais elevados.

Adicionalmente, será avaliado se a aplicação da metodologia pode contribuir para mitigar, ainda que indiretamente, alguns desafios operacionais do sistema elétrico, como os associados à chamada "curva do pato". Embora a mitigação desse fenômeno não constitua o foco principal da pesquisa, sua ocorrência ilustra bem as dinâmicas de um sistema com elevada penetração de fontes intermitentes. Nesse contexto, analisa-se de que forma a inserção dos sistemas de armazenamento (BESS) pode favorecer uma redistribuição mais eficiente da energia ao longo do dia, atenuando ou não os impactos provocados por tais variações.

Diversos estudos serviram como base para o desenvolvimento deste trabalho, abordando estratégias de alocação e operação de sistemas de armazenamento em redes de distribuição.

DOI: 10.59254/sbpo-2025-212211
https://proceedings.science/p/212211?lang=pt-br

Zhang et al. [2017] apresentam um modelo de alocação e operação ótima de sistemas de armazenamento em baterias, cujo enfoque está na minimização dos custos de investimento e operação aliado à estratégia de conservação de tensão (CVR). Tal abordagem demonstrou economias expressivas de energia, evidenciando que metodologias que integram simultaneamente critérios técnicos e econômicos podem potencializar os benefícios dos sistemas de armazenamento. Essa perspectiva se relaciona ao presente estudo, na medida em que a metodologia proposta também busca conciliar a alocação e a operação das baterias com parâmetros de eficiência e qualidade de energia em redes de distribuição com elevada penetração de geração distribuída.

Abdulla et al. [2016] propõem uma operação ótima de baterias que combina previsões de demanda, geração e preços com modelos de degradação, ressaltando a importância de alinhar arbitragem de energia e vida útil. De forma complementar, Octaviano et al. [2021] reforçam esse aspecto ao incorporar a modelagem do SOC e o acoplamento temporal entre ciclos de carga e descarga. O presente estudo adota o conceito de acoplamento temporal do SOC para otimizar a operação das baterias, limitando o SOC entre 20% e 80% para preservar a vida útil, sem modelar explicitamente a degradação, em consonância com a abordagem de operação econômica e eficiente proposta por esses trabalhos e o trabalho de Zhang et al. [2017], citado anteriormente.

No trabalho de Javadi et al. [2022], assim como no presente estudo, são abordados os impactos da integração de fontes renováveis intermitentes, analisando-se de que forma os sistemas de armazenamento de energia podem contribuir para a mitigação de problemas relacionados à estabilidade e à qualidade da energia, com foco na redução de custos.

Outros autores, como Alves et al. [2020] e Babacan et al. [2016], empregam algoritmos genéticos para a alocação de baterias em redes de distribuição. Embora o foco desses estudos seja a mitigação de sobretensões, eles evidenciam a relevância dos algoritmos genéticos como ferramenta eficiente para a resolução de problemas de otimização nesse contexto.

Fedalto et al. [2022] e Santos [2023], por meio de seus estudos, evidenciam a tendência de redução dos custos associados à implementação de sistemas de armazenamento em baterias (BESS). No trabalho de Fedalto et al., diferentes tecnologias de baterias são avaliadas quanto à redução dos custos dos serviços prestados aos agentes do sistema elétrico. Já Santos analisa a viabilidade econômica da reutilização de baterias de veículos elétricos em sistemas de distribuição, apresentando cenários que contribuem para a redução do investimento inicial necessário à adoção dos BESS.

2. Metodologia Proposta para alocação e controle da operação de baterias

2.1 Problema de otimização proposto

O problema de otimização da alocação e operação de três baterias monofásicas, proposto neste trabalho, é modelado por meio de uma formulação matemática que descreve o sistema de distribuição, contemplando geração e sistemas de armazenamento (baterias), de modo a respeitar seus limites operacionais.

A função objetivo (FOB) visa minimizar os custos operacionais, incluindo as tarifas de energia e penalidades por violações de qualidade, conforme as normas do PRODIST. Essas penalidades consideram desvios nos limites de tensão e desequilíbrio, multiplicados pelo fator 10^3, de mesma ordem de grandeza dos custos, para refletir impactos financeiros significativos. Valores elevados desse fator aumentam a sensibilidade do algoritmo às violações, dificultando a convergência, enquanto valores menores tornam mais provável a obtenção de soluções com penalidades residuais. Portanto, esse fator é um parâmetro ajustável, calibrado para balancear a rigidez da penalização e a estabilidade da convergência do modelo.

Considerando o problema proposto, adota-se um horizonte de análise de 24 horas, para o qual a formulação matemática detalhada do sistema de distribuição é apresentada nas equações que seguem.

DOI: 10.59254/sbpo-2025-212211
https://proceedings.science/p/212211?lang=pt-br

$$\min \mathrm{FOB_c} \tag{2.1}$$

$$\mathrm{FOB_c} = \sum_{t=1}^{T} C_t * ES_t + \mathrm{Pen_V} + \mathrm{Pen_{FD}} \tag{2.2}$$

Sujeito a:

$$\sum_{n=1}^{N0} \sum_{t=1}^{T} \Delta P_{n,t} = 0 \tag{2.3}$$

$$\sum_{n=1}^{N0} \sum_{t=1}^{T} \Delta Q_{n,t} = 0 \tag{2.4}$$

$$V_{min} \leq V_{n,t} \leq V_{max} \tag{2.5}$$

$$E_{n,t} = \begin{cases} E_{n,t-1} + P_{n,t} * t_d * \eta_{ef}, & P_{n,t} \geq 0 \\ E_{n,t-1} + \dfrac{P_{n,t} * t_d}{\eta_{ef}}, & P_{n,t} < 0 \end{cases} \tag{2.6}$$

$$SOC_{n,t} = \frac{E_{n,t}}{E_{nom}} \tag{2.7}$$

$$SOC_t \geq SOC_{min} \tag{2.8}$$

$$SOC_t \leq SOC_{max} \tag{2.9}$$

$$FD_{nt} = \frac{V_{n,t}^{-}}{V_{n,t}^{+}} * 100\% \tag{2.10}$$

$$FD_{nt} \leq FD_{máx} \tag{2.11}$$

$$\mathrm{Pen_{FD}} = \begin{cases} 0\ , & FD_{nt} \leq FD_{máx} \\ (FD_{máx} - FD_{nt}) * 10^3, & FD_{nt} > FD_{máx} \end{cases} \tag{2.12}$$

$$\mathrm{Pen_V} = \begin{cases} 0\ , & V_{min} \leq V_{n,t} \leq V_{max} \\ (V_{min} - V_{n,t}) * 10^3, & V_{n,t} < V_{min} \\ (V_{n,t} - V_{max}) * 10^3, & V_{n,t} > V_{max} \end{cases} \tag{2.13}$$

Nas quais:

T é número total de intervalos, em horas.

N0 é o número total de nós do sistema. Como o somatório inclui todos os nós, isso assegura a inclusão e o tratamento completo da representação trifásica dos elementos e equacionamentos.

C_t é o custo da energia, em $/kWh, no tempo t.

ES_t é a energia, em kWh, demandada pelo sistema no tempo t

$V_{n,t}$ é a tensão em um nó n no intervalo de tempo t.

V_{min} é a tensão mínima permitida, 0,93 p.u , de acordo com o estabelecido pelo PRODIST.

V_{max} é a tensão máxima permitida, 1,05 p.u, de acordo com o PRODIST.

$E_{n,t}$ é a energia armazenada, em kWh, na bateria n no final do tempo t.

$E_{n,t-1}$ é a energia armazenada, em kWh, na bateria n um ciclo antes do tempo t, ou seja, em t-1.

DOI: 10.59254/sbpo-2025-212211
https://proceedings.science/p/212211?lang=pt-br

$P_{n,t}$ é a potência demandada pela bateria n do sistema, em kW, no tempo t. Essa potência pode ser negativa ou positiva, representando potência disponibilizada e consumida respectivamente.

η_{ef} é o rendimento da bateria.

SOC_t é o estado de carga da bateria ao final do tempo t.

E_{nom} é a capacidade nominal da bateria em kWh.

SOC_{min} é o limite mínimo do estado de carga: 20%.

SOC_{max} é o limite máximo do estado de carga: 80%.

$\Delta P_{n,t}$ e $\Delta Q_{n,t}$ são o somatório de potências ativas e reativas respectivamente em cada nó do sistema e em cada intervalo de tempo t (MONTICELLI, 1983)

$V_{n,t}^{-}$ e $V_{n,t}^{+}$ são as tensões de sequência negativa e positiva em um nó n no intervalo de tempo t.

FD_{nt} é o desequilíbrio de tensão em um nó n no intervalo de tempo t.

$FD_{máx}$ é o limite máximo do desequilíbrio de tensão: 3%.

O modelo assegura o balanço de potência ativa e reativa em cada nó do sistema ao longo do tempo, conforme as equações (2.3) e (2.4), garantindo que as potências injetadas e fornecidas sejam iguais. As limitações de tensão em cada nó são impostas pelas desigualdades da equação (2.5), respeitando os limites definidos pela norma PRODIST.

A equação (2.6) modela a energia armazenada nas baterias ao final do instante t, considerando ciclos de carga (potência positiva) e descarga (potência negativa). A energia efetivamente armazenada ou injetada é ajustada pelo rendimento das baterias, que representa perdas internas. A equação é reorganizada para refletir esse ajuste no cálculo da potência demandada. Já a equação (2.7) descreve o estado de carga (SOC) das baterias ao longo do tempo, que indica a porcentagem de energia armazenada em relação à capacidade nominal.

O estado de carga (SOC) das baterias, que variam de 0% a 100%, é restringido entre 20% e 80% por meio das equações (2.8) e (2.9), assegurando a preservação da vida útil e operação segura, conforme também utilizado na literatura [Zhang et al. 2017].

Além disso, o desequilíbrio de tensão é calculado pela equação (2.10) e limitado pela equação (2.11), garantindo a manutenção da qualidade do fornecimento energético conforme os padrões do PRODIST.

2.2 Método de solução proposto

O fluxograma da Figura 1 detalha o esquema computacional usado para resolver o problema, integrando MATLAB e OpenDSS. As etapas no MATLAB envolvem a inicialização das variáveis, organização dessas em cromossomos, geração da população inicial e avaliação da função objetivo (FOB) com penalidades, por meio de algoritmos genéticos. No OpenDSS, são realizadas simulações de fluxo de potência para cada hora do dia, retornando dados para o MATLAB, que calcula o índice de aptidão e aplica penalidades. O processo iterativo continua até que o algoritmo genético encontre a solução ótima, quando então o MATLAB gera os resultados para análise.

Nos algoritmos genéticos (AGs), as soluções candidatas são representadas por indivíduos, os quais são codificados em cromossomos constituídos por genes que expressam as variáveis de decisão e, portanto, características da solução. Cada indivíduo é avaliado por meio de uma função objetivo (FOB), a qual quantifica seu desempenho por intermédio de um índice de aptidão, que por sua vez orienta o processo de seleção das soluções mais adequadas.

Neste trabalho, as variáveis de decisão correspondem ao estado de carga e à alocação de três baterias monofásicas ao longo de 24 horas, e, portanto, foram codificadas em um cromossomo composto por 75 genes: 72 genes representam o estado de carga horária das baterias e 3 genes indicam os nós onde as baterias são alocadas. Essas variáveis genéticas são ajustadas por mutação para otimizar o desempenho e estão demonstradas na Figura 2.

DOI: 10.59254/sbpo-2025-212211
https://proceedings.science/p/212211?lang=pt-br

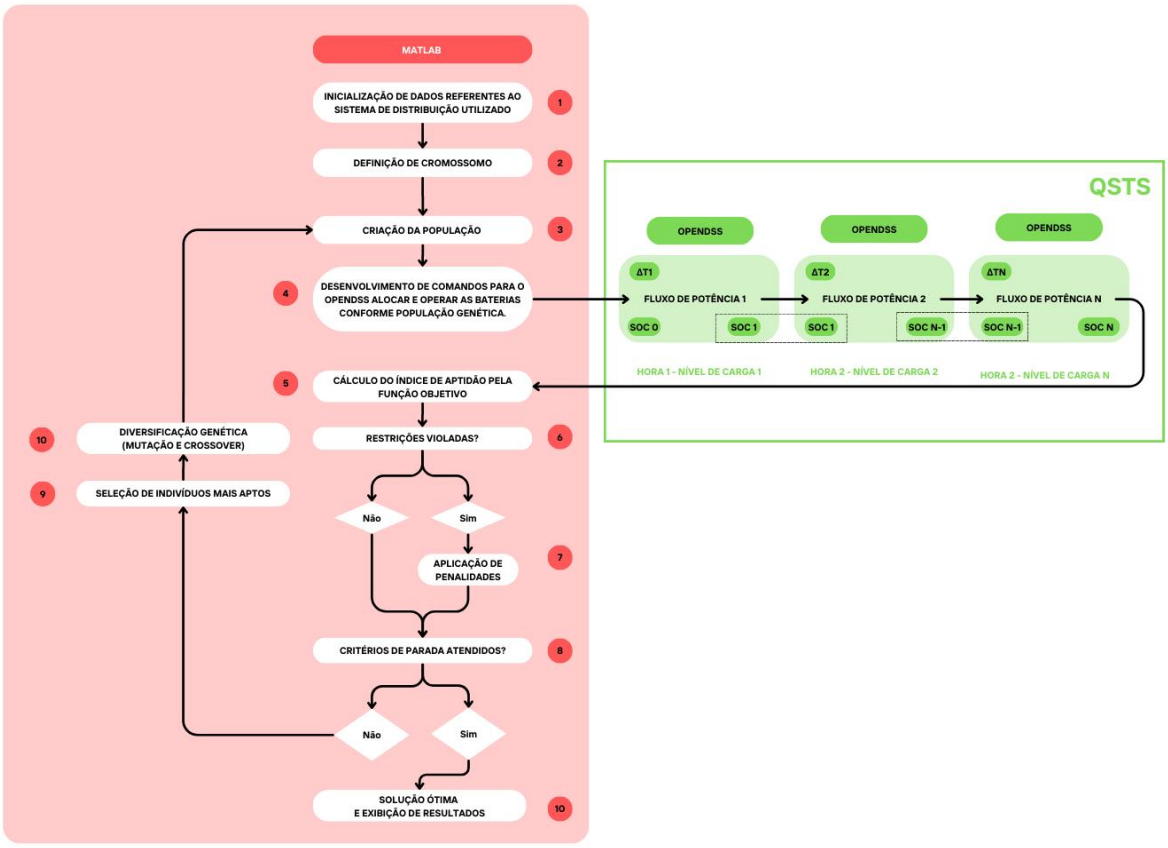


Figura 1: Fluxograma computacional e utilizado para solução do problema proposto elaborado pela autora.

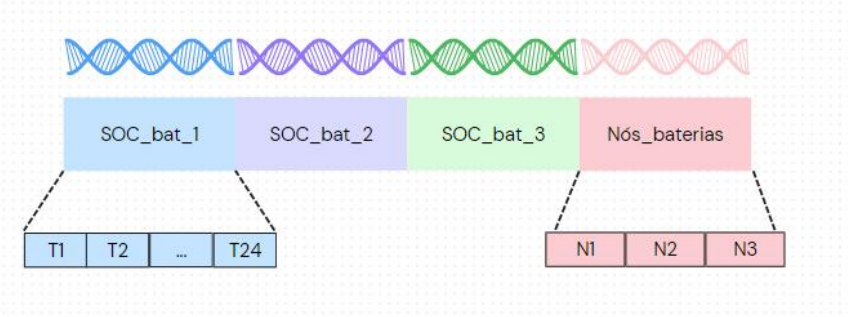


Figura 2: Codificação genética utilizada elaborada pela autora e inspirada em [Octaviano 2021].

3. Resultados

Neste capítulo são apresentados os resultados da aplicação dos métodos propostos para reduzir os custos operacionais de uma distribuidora, focando na alocação ideal e na operação eficiente de três baterias monofásicas para arbitragem de energia.

3.1 Dados iniciais

O estudo utiliza o sistema IEEE 13 barras, Figura 3, e para representar a alta penetração de geração distribuída, foi incorporada uma fonte de geração em cada barra de carga. Essa fonte foi modelada através da subtração direta dos valores de geração da carga correspondente, de maneira a alterar apenas a carga líquida do sistema e, assim, simplificar a modelagem computacional e reduzir a complexidade.

DOI: 10.59254/sbpo-2025-212211
https://proceedings.science/p/212211?lang=pt-br

Algumas outras alterações, inspiradas em [Octaviano et al. 2024], foram aplicadas com a finalidade de facilitar a comparação dos resultados:

a. Os reguladores de tensão foram desativados e mantidos na configuração nominal.
b. Todas as cargas foram modeladas como potência constante.
c. As tensões na subestação foram fixadas em 1.05 pu.
d. A carga da barra 634 foi desativada, visando possibilitar comparações com metodologias que não contemplam a representação de cargas em nível de baixa tensão.
e. Uma carga de 500kW por fase foi inserida na barra 671.

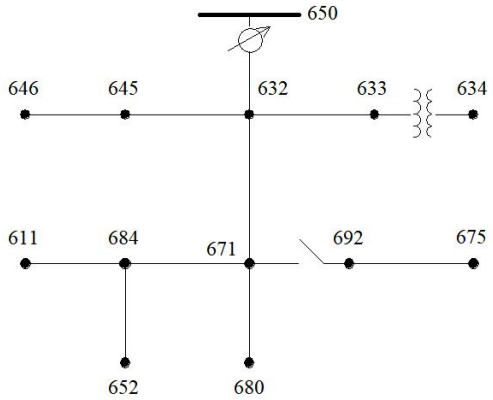


Figura 3: Sistema IEEE 13 barras [IEEE PES 2004].

3.2 Curvas de carga, geração e custos

Uma vez que é um cenário de alta penetração de geração distribuida, esse foi criado também com o objetivo de simular o fenômeno da curva do pato e pode ser representado pelas curvas da Figura 4.

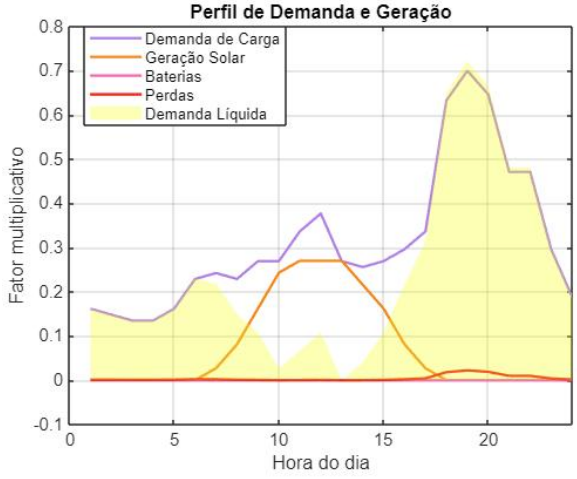


Figura 4: Curvas de demanda e geração do cenário proposto elaborado pela autora.

As curvas foram normalizadas com base no pico de carga de 4566 kW. A demanda de carga apresenta pico no início da noite, enquanto a geração solar atinge seu máximo ao meio-dia e desaparece no fim da tarde. A curva das baterias, neste caso, representa um cenário sem atuação, mas indica onde haveria armazenamento ou descarga. As perdas são influenciadas pela demanda e operação das baterias, sendo obtidas por simulações no OpenDSS. A demanda líquida,

DOI: 10.59254/sbpo-2025-212211
https://proceedings.science/p/212211?lang=pt-br

representada pela área amarela, é a diferença entre a carga total (incluindo perdas e baterias em carga) e a geração solar, e tende a formar um vale durante o pico solar.

Considera-se a possibilidade de fluxo reverso na subestação, desde que a soma da carga líquida nas três fases seja não negativa.

A representação da variabilidade dos preços ao longo do dia, simulando o mercado de energia no qual uma distribuidora geralmente está inserida, é representado na Figura 5.

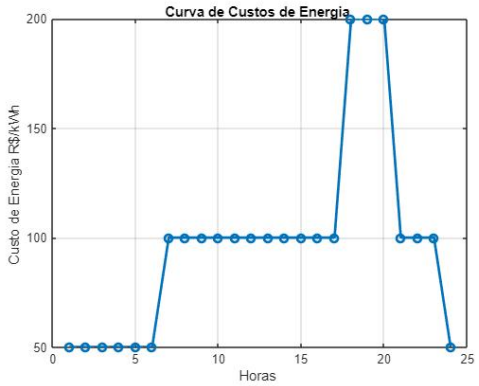


Figura 5: Curva de Custos de Energia elaborado pela autora.

3.3 Casos

Neste estudo, são analisadas baterias com três capacidades: 100 kWh (2% da energia máxima do sistema), 1000 kWh (22%) e 4500 kWh (100%). Este último representa um cenário teórico, simulando o potencial máximo das baterias, embora não seja economicamente viável atualmente. A Tabela 1 apresenta os resultados do método proposto, incluindo a redução percentual e os valores absolutos dos custos operacionais. Também são mostradas variáveis relacionadas a penalidades, conforme as equações (2.12) e (2.13), que incluem a maior e menor tensão registradas nos nós do sistema, e o maior desequilíbrio de tensão ao longo do horizonte de tempo T.

Tabela 1: FOB, redução percentual de custos e variáveis com restrições impostas por penalidades.

Casos	FOB (k$)	Redução (%)	$V_{max_N,T}$ (p.u)	$V_{min_N,T}$ (p.u)	$FD_{máx_N,T}$ (%)	Penalidade aplicada?
Base	3.3127	-	1.0302	0.9321	2.1	
Caso 1:3x100kWh	3.2912	0.6504	1.0305	0.9331	2.07	Não
Caso 2:3x1000kWh	3.0635	7.5239	1.0374	0.9311	2.2	Não
Caso 3:3x5000kWh	2.2254	32.8213	1.0359	0.9577	1.41	Não

Os gráficos correspondentes a cada solução ótima foram organizados nas Figuras 6, 7 e 8:

DOI: 10.59254/sbpo-2025-212211
https://proceedings.science/p/212211?lang=pt-br

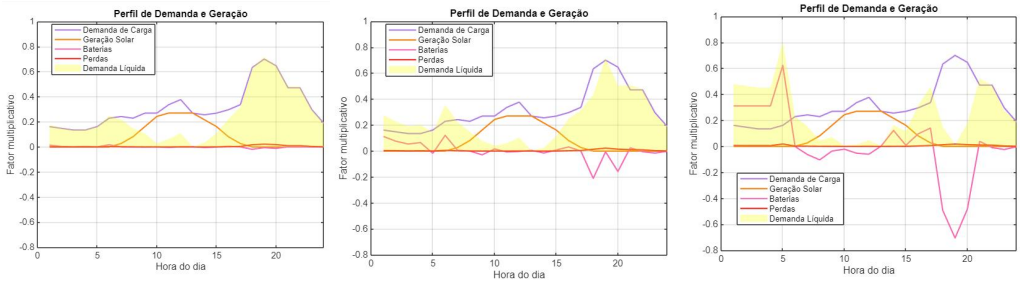


Figura 6: Curvas de carga, geração e perdas no Caso 1 (3x100 kWh), Caso 2 (3x1000 kWh) e Caso 3 (3x4500 kWh), respectivamente.

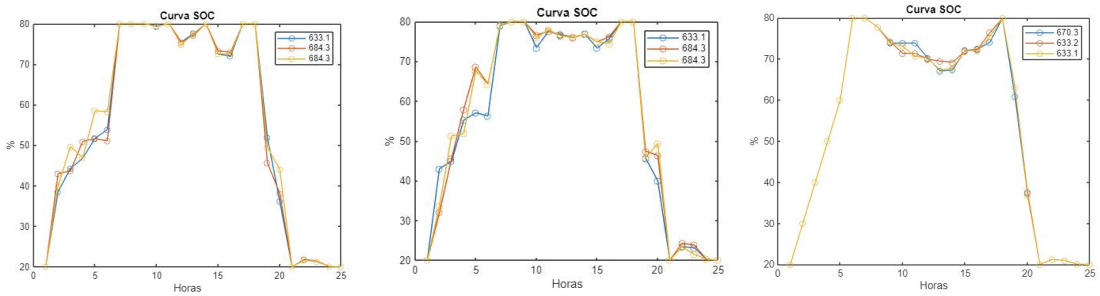


Figura 7: Curvas do estado de carga das baterias no Caso 1 (3x100 kWh), Caso 2 (3x1000 kWh) e Caso 3 (3x4500 kWh), respectivamente.

A análise da Tabela 1 mostra que, para todas as capacidades de bateria simuladas, houve redução nos custos operacionais, sem violações das restrições de tensão e desequilíbrio do PRODIST — portanto, nenhuma penalidade foi aplicada, e os valores da função objetivo correspondem apenas aos custos de energia. Verificou-se que o aumento da capacidade das baterias proporcionou maior economia, evidenciando sua influência na eficiência econômica do sistema.

As Figuras 6 e 7, se comparadas com a Figura 5 de curva de custos, indicam que, nos três casos, as baterias carregam nos períodos de menor custo e descarregam nos de maior demanda, otimizando os custos e considerando perdas elétricas.

A Figura 7 apresenta os nós onde as baterias foram alocadas na legenda e nota-se que no cenário com maior capacidade de baterias, estas foram posicionadas exclusivamente em barras próximas à subestação, estratégia possivelmente adotada para regular os níveis de tensão em barras originalmente dedicadas apenas à carga, já que a elevada injeção de potência ativa intensifica as correntes nos trechos e amplia as variações de tensão.

Na Figura 6, observa-se que, no Caso 1, o impacto na curva de demanda foi mínimo, mas ainda sim houve 0,65% de redução de custos, o que evidencia um pequeno impacto positivo. Nos Casos 2 e 3, a curva líquida é significativamente alterada, com deslocamento da demanda máxima para horários fora de pico e redução de perdas no horário de maior demanda.

Apesar da aparente melhora no fator de carga e da redistribuição da demanda nos primeiros casos, a função objetivo não considerou mecanismos para suavizar rampas de geração ou reduzir a profundidade dos vales de potência, o que impacta a estabilidade operacional do sistema. Isso pode ser explicitamente visto na curva de carga líquida do Caso 3, que possui vales e rampas de geração íngremes.

Assim, ao utilizar as baterias exclusivamente para a redução de custos, os desafios relacionados às oscilações do sistema persistem, embora com uma configuração diferente que já não se enquadra no perfil clássico da curva do pato. Esse resultado reforça a necessidade de estratégias complementares que considerem também a estabilidade e a suavização das variações de carga.

DOI: 10.59254/sbpo-2025-212211
https://proceedings.science/p/212211?lang=pt-br

4. Conclusão

Este trabalho apresentou uma metodologia para otimizar a alocação e operação de baterias monofásicas com o objetivo de reduzir os custos operacionais em sistemas de distribuição, considerando restrições técnicas das baterias e os limites de qualidade da energia elétrica definidos pelo PRODIST. A formulação proposta incorporou os preços horários da energia, as perdas internas das baterias e a presença de geração distribuída, permitindo representar de forma realista o contexto atual do setor.

Os três casos simulados demonstraram que a estratégia foi eficaz na redução de custos, com maior impacto nos cenários com baterias de maior capacidade, os quais também provocaram alterações relevantes no perfil da curva de carga líquida.

Assim, embora os resultados comprovem o potencial das baterias como ferramenta econômica, a ausência de controle sobre a inclinação das rampas limitou a estabilidade operacional do sistema. Esse aspecto destaca a importância de incorporar, em futuras versões do modelo, mecanismos específicos para o controle das rampas de geração, a fim de suavizar variações abruptas e garantir uma operação mais estável e eficiente, especialmente em contextos com alta penetração de fontes intermitentes.

5. Agradecimentos

Os autores deste artigo prestam seus agradecimentos à UFJF, CNPq, CAPES e FAPEMIG, pelo suporte.

Referências

Alves, C. S., Muniz, J. R. S., Silva, L. E. S., Nunes, M. V. A., Vieira, J. P. A. e Ghendy, C. Jr. (2020). Alocação ótima de sistemas de armazenamento de energia a baterias para mitigar sobretensão em redes elétricas sob massiva penetração de geração fotovoltaica. In Anais do Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE). Brasil. Disponível em: https://doi.org/10.48011/sbse.v1i1.2310.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica (2025). Matriz elétrica teve aumento de 10,9 GW em 2024, maior expansão da série histórica. Publicado em: 10 jan. 2025. Disponível em: https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2025/matriz-eletrica-teve-aumento-de-10-9-gw-em-2024-maior-expansao-da-serie-historica. Acessado: 21 jan. 2025.

Babacan, O., Torre, W. e Kleissl, J. (2016). Optimal allocation of battery energy storage systems in distribution networks considering high PV penetration. In Anais do IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), Boston, MA, USA. IEEE.

Fedalto, L. F. V., Salas, S. e Medeiros, L. (2020). Análise técnica e simulação econômica para aplicações de sistemas de armazenamento de energia com baterias nos sistemas elétricos de potência. In IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition – Latin America (T&D LA), Montevideo, Uruguai.

Javadi, M., Liang, X., Gong, Y. e Chung, C. Y. (2022). Battery energy storage technology in renewable energy integration: a review. In IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE), Halifax, NS, Canada.

Octaviano, M. E. F. (2021). Alocação ótima de baterias em sistemas de distribuição considerando a vida útil e redução de perdas. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Juiz de Fora.

Octaviano, M. E., Loureiro, E. M., Altomari, L. M., Filho, L., Araujo, D. R. R. P. e Araujo, L. R. (2024). Avaliação do impacto da capacidade e da eficiência de baterias na redução das perdas e

no custo de operação de sistemas de distribuição. In Anais do XXV Congresso Brasileiro de Automática – CBA 2024, Rio de Janeiro.

Pinheiro, L. V., Archetti, J. A. G., Lima, M. L., Barros, T. R. e Oliveira, J. G. (2022). Battery energy storage system to support voltage in distribution system with high PV penetration. In Anais do 9º Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), Juiz de Fora, MG.

Zhang, Y., Ren, S., Dong, Z. Y., Xu, Y., Meng, K. e Zheng, Y. (2017). Optimal placement of battery energy storage in distribution networks considering conservation voltage reduction and stochastic load composition. IET Generation, Transmission & Distribution, 11(15):3862–3870.

IEEE PES Distribution System Analysis Subcommittee. (2004). Distribution test feeders. Recuperado de IEEE PES Test Feeders Resources. Disponível em: https://cmte.ieee.org/pes-testfeeders/resources/ .

Abdulla, K., De Hoog, J., Muenzel, V., Suits, F., Steer, K., Wirth, A. e Halgamuge, S. (2018). Optimal operation of energy storage systems considering forecasts and battery degradation. IEEE Transactions on Smart Grid.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). (2024). Balanço Energético Nacional 2024: Relatório Síntese.Recuperado de: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2024

GESEL, Grupo de Estudos do Setor Elétrico, UFRJ. Impactos sistêmicos da microgeração. 2018. Disponível em: https://agora.ie.ufrj.br/pdf/Nivalde_de_Castro/12.tdse79_2018_Impactos_sistemicos_da_micro.pdf.

DOI: 10.59254/sbpo-2025-212211
https://proceedings.science/p/212211?lang=pt-br